

Полученные зависимости (рис. 2) иллюстрируют влияние разности скоростей сталкивающихся капель в потоке газов на последствия столкновений. Можно отметить, что при малых ($u_m < 3$ м/с) и сопоставимых скоростях перемещения капель наибольшая частота последствий столкновений соответствует коагуляции. Данная закономерность наблюдается для широкого диапазона изменения размеров капель – $0.1 \leq r_m \leq 0.25$ мм. С ростом разности скоростей движения сталкивающихся капель существенно возрастают P_2 и P_3 (рис. 2). При этом можно отметить в целом сопоставимые значения этих критериев. Выделенный эффект иллюстрирует, что при росте разности скоростей капель частота столкновений с дроблением или разлетом последних существенно увеличивается. Полученные значения критериев P_1 , P_2 и P_3 могут быть использованы в качестве оценочных при выборе параметров работы оборудования при реализации не только полидисперсного пожаротушения, но и большой группы технологий с газопарокапельными высокотемпературными потоками (термическая очистка жидкостей, газопарокапельные теплоносители).

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда (проект 14-39-00003).

Литература

1. Виноградов А. Г. Расчет коэффициентов пропускания сферических капель воды для типовых спектров теплового излучения при пожаре / А. Г. Виноградов // Вісник Національного технічного університету України "Київський політехнічний інститут". Сер. : Машинобудування. — 2013. — № 2. — С. 108 – 115.
2. Ravigururajan T.S. A Model for Attenuation of Fire Radiation Through Water Droplets / T.S. Ravigururajan, M.R. Beltan // Fire Safety J., 1989. — Vol. 15. — P. 171–181.
3. Coppalle A. Fire protection: water curtains/ A. Coppalle, D. Nedelka, B. Bauer // Fire Safety J., 1993. — Vol. 20. — P. 241–55.
4. Yang W. The interaction of thermal radiation and water mist in fire suppression / W. Yang, T. Parker, H. Ladouceur, R. Kee // Fire Safety J., 2004. — Vol. 39. — P. 41–66.
5. Волков Р.С., Кузнецов Г.В., Стрижак П.А. Численная оценка оптимальных размеров капель воды в условиях ее распыления средствами пожаротушения в помещениях // Пожаровзрывобезопасность. — 2012. — № 5. — С. 74–78.
6. Vysokomornaya O.V., Kuznetsov G.V., Strizhak P.A. Heat and Mass Transfer in the Process of Movement of Water Drops in a High-temperature Gas Medium // Journal of Engineering Physics and Thermophysics, 2013. — V. 86. — № 1. — P. 62–68.
7. Volkov R.S., Vysokomornaya O.V., Kuznetsov G.V., Strizhak P.A. Experimental study of the change in the mass of water droplets in their motion through high-temperature combustion products // Journal of Engineering Physics and Thermophysics, 2013. — V. 86. — № 6. — P. 1413–1418.
8. Kuznetsov G.V., Strizhak P.A. The Motion of a Manifold of Finely Dispersed Liquid Droplets in the Counter flow of High Temperature Gases // Technical Physics Letters. — 2014. — V. 40. — № 6. — P. 499–502.
9. J. Westerweel, Fundamentals of digital particle image velocimetry // Meas. Sci. and Technol. — 1997. — V. 8. — P. 1379–1392.
10. C. Willert, Assessment of camera models for use in planar velocimetry calibration // Exp. Fluids. — 2006. — V. 41. — P. 135–143.

МЕТОД ОПЕРАТИВНОЙ ДИАГНОСТИКИ ПОТОКОВ В ПРОЦЕССЕ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Донг Ван Хоанг

Научный руководитель профессор В.Л. Сергеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время в нефтегазодобывающих компаниях в связи внедрением новых ресурсосберегающих технологий и усложнением структуры геологической компоненты геолого-технического комплекса разработки, наличием маломощных пластов со сложной неоднородной структурой, выполняется большой объем бурения и ввода в разработку горизонтальных скважин, что требует и совершенствования технологий мониторинга и управления разработкой месторождений [1].

Отметим, что наиболее информативным источником исходной информации для мониторинга разработки месторождений, определения фильтрационно-емкостных свойств и энергетического состояния нефтяных пластов являются нестационарные гидродинамические исследования скважин (ГДИС) по кривой восстановлений давления (КВД). В общем, процесс интерпретации результатов ГДИ горизонтальных скважин состоит в решении задачи диагностики выделения потоков и решении обратной задачи идентификации по определению фильтрационных параметров пласта и скважины с использованием соответствующей выделенному потоку модели пластовой системы. Наиболее распространенным способом выделения потоков, реализованным в ряде отечественных и зарубежных программ интерпретации ГДИС, является графо-аналитический метод анализа производной от забойного давления. Например, для радиального потока тангенс угла наклона касательной производной от забойного давления $\Delta p_r' = dp_r / d \lg(t)$ в координатах $\lg(\Delta p_r')$ – $\lg(t)$ равен нулю, а для линейного потока 0,5 [1–3].

В последние годы в связи с внедрением телеметрических систем, позволяющих осуществлять мониторинг гидродинамических параметров и управлять работой скважин в режиме реального времени, требуются соответствующие методы оперативной диагностики потоков в процессе проведения ГДИС. В данных условиях использование традиционного графо-аналитического метода диагностики потоков, основанного на

анализе производной забойного давления, вызывает значительные трудности, особенно при исследовании горизонтальных скважин [4]. В данной работе рассмотрен метод оперативной диагностики потоков в процессе интерпретации результатов ГДИ горизонтальных скважин, основанный на технологии адаптивной интерпретации [5].

Метод диагностики потоков в процессе интерпретации КВД. В основе метода диагностики потоков использована оценка радиальной проницаемости $k_{r,t}^*$, полученная в текущий момент времени t в процессе проведения ГДИ горизонтальной скважины

$$k_{r,t}^* = \frac{C_s q \mu B}{L \cdot \alpha_{2r,t}^*} \quad (1)$$

где $\alpha_{2r,t}^*$ – оценка параметра модели КВД радиального потока с переменными параметрами $\alpha_{1,t}, \alpha_{2,t}$

$$P(t) = P(t_0) + \left[\alpha_{1,t} = \frac{C_s q \mu B}{k_{r,t}^* L} \ln \left(\frac{2,25 k_{r,t}^*}{m \mu r_w^2} + 2s^* \right) \right] \cdot \ln \left(\alpha_{2,t} = \frac{C_s q \mu B}{k_{r,t}^* L} \cdot t \right), \quad (2)$$

полученная по методу адаптивной интерпретации [5]; $k_{r,t} = \sqrt{k_{z,t} k_{y,t}}$ – радиальная проницаемость; $k_{z,t}, k_{y,t}$ – вертикальные и горизонтальные проницаемости; q – дебит скважины перед ее остановкой, μ, B – вязкость и объемный коэффициент нефти соответственно; r_w, s_i – радиус и скин-фактор скважины; L – эффективная длина горизонтальной части ствола скважины; C_s – константа, зависящая от используемой системы единиц.

В качестве критерия оценки моментов времени радиального притока t_r принимается то значение $t_r \in t + \tau$, при котором выполняется равенство

$$|k_{r,t+\tau}^* - k_{r,t}^*| \leq \varepsilon, \tau > 0 \quad (3)$$

где $t + \tau$ – интервал времени, на котором наступает стабилизация оценок радиальной проницаемости (1). Стабилизация оценок радиальной проницаемости (1) означает равенство нулю ее производной

$$\left| \frac{\partial}{\partial t} k_{r,t}^* \right| \approx 0 \quad (4)$$

В этой связи формула (4) может быть, наряду с (3), использована для определения моментов времени радиального потока.

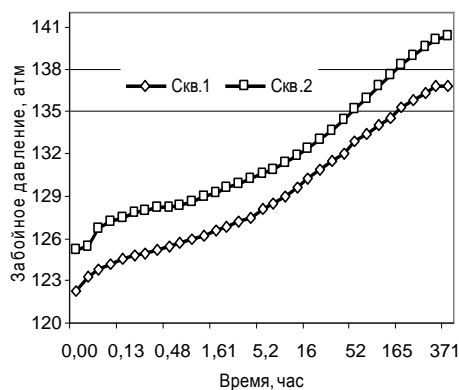


Рис.1 Кривые восстановления давления

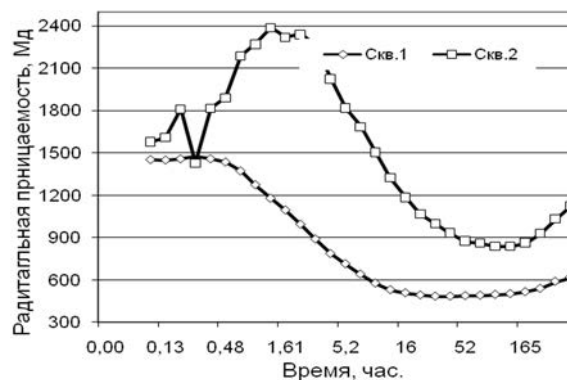


Рис.2 Оценки радиальной проницаемости



Рис.3 Диагностические графики выделения потоков скважины №1



Рис.4 Диагностические графики выделения потоков скважины №2

Результаты диагностики потоков и интерпретации КВД. На рисунках 1–4 приведены результаты сравнительного анализа методов выделения потоков при интерпретации горизонтальных скважин № 1 и № 2 Верхнечонского месторождения Красноярского края. На рисунках 1 и 2 приведены фактические значения забойного давления и оценки радиальной проницаемости (1). На рисунках 3, 4 приведены значения производной забойного давления и производной оценок радиальной проницаемости (3). Из рисунков 2–4 видно, что метод диагностики (2), (3) позволяет достаточно точно выделить участки раннего и позднего радиальных потоков и дать рекомендации о завершении исследований. Так, например, для скважины № 1 требуется порядка 50 часов для выхода на поздний радиальный поток, что говорит о целесообразности окончания гидродинамических исследований. Следует отметить, что, наблюдаемый между радиальными потоками, горизонтальный поток может быть легко диагностирован по максимальному значению производной оценки радиальной проницаемости (4), что подтверждается результатами интерпретации ряда других горизонтальных скважин.

Выводы. Предложен метод диагностики потоков в процессе гидродинамических исследований горизонтальных скважин. На примере интерпретации кривой восстановления давления двух горизонтальных скважин показано, что метод диагностики дает возможность определить время начала и окончания потоков в условиях, когда использование графо-аналитического способа, основанного на анализе производной забойного давления, вызывает значительные трудности.

Литература

1. Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Гуляев Д.Н. Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтяных и газовых скважин. – М.: Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012. – 896 с.
2. Шагиев Р.Г. Исследование скважин по КВД. – М.: Наука, 1998. – 304 с.
3. Joshi S.D. Horizontal well technology. – Oklahoma: PenWell publ. comp., 1991. – 381 p.
4. Козявина А.М., Маслюк С.Г., Комаров В.С. Проблемы гидродинамических исследований скважин с горизонтальным окончанием // Мониторинг разработки нефтяных и газовых месторождений: разведка и добыча: материалы 14-й Международной научно-технической конференции. – Томск: Изд-во Том. ун-та, 2015. – 120 с.
5. Романова Е.В., Сергеев В.Л. Адаптивная идентификация кривой восстановления давления горизонтальных скважин с диагностикой потоков // Известия Томского политехнического университета, 2013. – Т.323. – № 5. – С. 20 – 25.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГИДРАТНОГО БАРЬЕРА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ НЕФТЯНЫХ ОТОРОЧЕК НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Г.М. Фахртдинова, А.С. Евдокимова, И.А. Синцов

Научный руководитель доцент И.А. Синцов

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

Разработка нефтяных частей пластов в зонах контакта с газовой шапкой является сложной задачей, поскольку при эксплуатации нефтяных скважин необходимо создавать высокие депрессии. Вблизи добывающих скважин образуются зоны пониженных давлений, что приводит к образованию конусов газа. При достижении газового фактора 3000–5000 м³/т дальнейшая механизированная эксплуатация становится невозможной. Для предотвращения прорыва газа применяется барьерное заводнение, а также создание локальных экранов между нефтяной и газовой частью пласта. Для создания экранов и барьеров используются либо специальные нагнетательные скважины, либо временная закачка осуществляется через добывающие скважины [1].

В работе предлагается принципиально новый способ разработки, который может найти применение для месторождений Восточной Сибири (рисунок). Для осуществления данного способа разработки коллектор должен соответствовать определенным условиям. Соотношение давления и температуры должно находиться в зоне гидратообразования для метана, поскольку метан является наиболее распространенным углеводородным газом. Нефтяная часть залежи, находящаяся в подгазовой зоне разбуривается с использованием горизонтальных скважин. Система разработки и расположение скважин определяется, исходя из геолого-физических особенностей пласта и флюида. При бурении скважины вначале бурится горизонтальный участок на границе газонефтяного контакта, соответствующий по расположению и длине предполагаемому добывающему стволу. Первый ствол является необсаженным. Посредством него на границу газонефтяного контакта закачивается вода, причем закачка ведется до тех пор, пока приемистость не снизится более, чем в десять раз. Снижение приемистости будет свидетельствовать о начале гидратообразования в пласте. В результате закачки в пласте образуется водяной экран эллипсовидной формы, в дальнейшем при взаимодействии с газовой шапкой происходит образование гидратов. Сформировавшиеся гидраты непроницаемы как для нефти, так и для газа. После окончания закачки первый ствол ликвидируется путем установки цементного моста. Затем бурится основной ствол добывающей скважины непосредственно под стволом, но ближе к подошве коллектора, либо к водонефтяному контакту. Данный горизонтальный ствол заканчивается спуском щелевого хвостовика. После этого добывающая скважина начинает эксплуатироваться с забойным давлением, которое соответствует минимальному давлению области гидратообразования при заданной пластовой температуре. В результате этого гидратный экран будет сохраняться, пока не возникнет необходимость снижения давления ниже давления распада гидратов.